National Energy Board

Office national de l'énergie

Ricks Nova Scotia Co. - Ladyfern Pipeline Project
Application dated 19 July 2000 Pursuant to Section 58 of the *National Energy Board Act* (the Act) to Construct the Ladyfern Pipeline at the British Columbia/Alberta Border
GH-3-2000 Proceeding

Reasons for Decision

1.0 Introduction

On 19 July 2000, Ricks Nova Scotia Co. (Ricks) applied to the National Energy Board (the Board) for exemption pursuant to section 58 of the *National Energy Board Act* (the Act) from the provisions of sections 29 through 33 and section 47 of the Act with respect to the proposed Ladyfern Pipeline Project in northeastern British Columbia and northwestern Alberta. Ricks also applied to be regulated as a Group 2 Company for the purposes of toll and tariff regulation.

As a responsible authority under the *Canadian Environmental Assessment Act* (the CEAA), the Board carried out an environmental screening of the proposed Ladyfern Pipeline Project.

The Board decided to consider the application in an oral public hearing and issued Hearing Order GH-3-2000 on 7 November 2000, which set out the Directions on Procedure for the hearing. The hearing was held in Calgary on 6 and 7 December 2000.

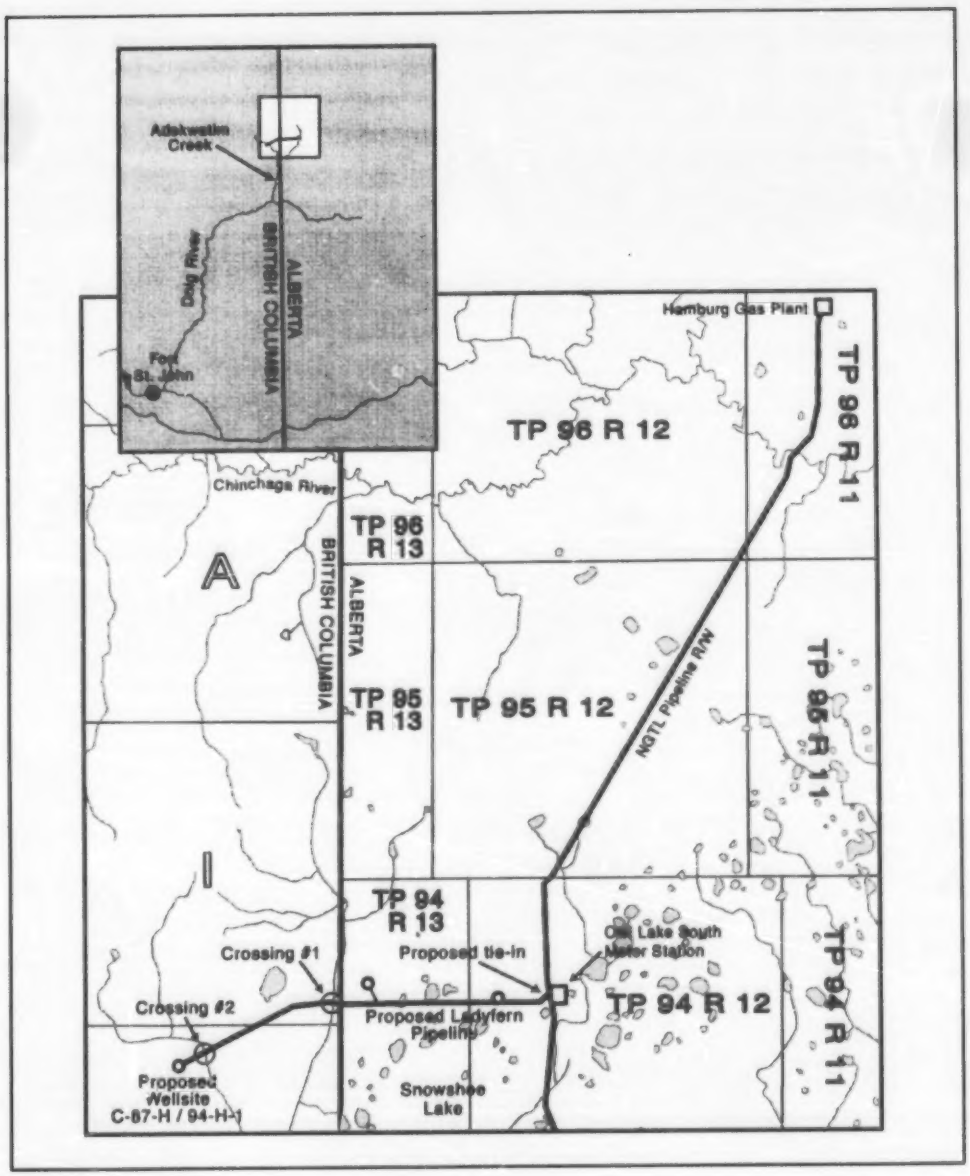
Appearances were registered at the hearing by Ricks, Apache Canada Ltd. (Apache), Murphy Oil Company Ltd. (Murphy), Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL), and the Province of Alberta.

2.0 Facilities Description and Engineering Matters

Ricks proposes to construct approximately 12 km of 273.1 mm OD (NPS 10) natural gas pipeline referred to as the Ladyfern Pipeline. The Ladyfern Pipeline would originate at a proposed well at c-87-H/94-H-1 in British Columbia and terminate at the existing NGTL Owl Lake South Meter Station at 20-94-12 W6M in Alberta. The pipeline would have a maximum operating pressure of 11 722 kPag (1 700 psig), and would be designed to meet *Canadian Standards Association Standard Z662-99 Oil and Gas Pipeline Systems* (CSA Z662-99) engineering specifications for sour gas service. The pipeline is expected to carry sweet natural gas but would be designed and constructed for sour service, with a hydrogen sulphide (H_2S) concentration of up to 25 ppm, using Grade 359, Category II pipe. The estimated capital cost of the project is approximately $3 million. Construction activities would occur in February 2001.

Canada

Figure 2-1 Proposed Ladyfern Pipeline Project



Ricks proposes to use a horizontal directional drilling (HDD) method to cross two watercourses, one at Adskwatim Creek and the second at a tributary to Adskwatim Creek. Ricks stated that if the HDD method is unsuccessful, it would use open cut methods to cross these watercourses. Ricks further stated that its pipeline would be buried with a minimum cover of 1.5 m in perennially frozen ground and to a greater depth as required to ensure the pipe is laid on competent soil. The proposed right-of-way crosses two pipelines, both contained in a single right-of-way.

In its application, Ricks proposes to pressure test the Ladyfern Pipeline using air as the test medium. Ricks submitted its *Odourized Pneumatic Test Procedure* dated 21 November 2000. Ricks' procedure would involve performing a minimum 4 hour strength test at 125% of the maximum operating pressure (MOP), followed by a minimum 24 hour leak test between 110% and 125% of MOP. An odourant would be added to the test medium and trained dogs able to detect the presence of the odourant would be used to identify possible leaks during the pressure test.

In addition to the facilities described above, Ricks would require NGTL to construct new metering and related facilities at the proposed Owl Lake South No. 2 Meter Station to accept natural gas from Ricks. Although these proposed metering facilities are not part of Ricks' application to the Board, they were included in the environmental screening assessment discussed in Section 4 of these Reasons for Decision. These facilities would be regulated by the Alberta Energy and Utilities Board (AEUB). By letter dated 4 December 2000, NGTL stated that it anticipates filing an application with the AEUB in early January 2001, and that it is currently engaged in the public notification and consultation phase of the Owl Lake South No. 2 Meter Station project. The proposed facilities would be constructed on existing NGTL land.

With respect to the operation of the proposed Ladyfern Pipeline, Ricks stated that it was the owner and would have overall management responsibility for the pipeline. Predator Corporation Ltd. (Predator), a privately held corporation incorporated under the laws of Alberta, would have operating responsibility for the pipeline as an agent for Ricks. Predator would supervise the day-to-day field operations of the pipeline, which will be carried out by an operating contractor out of Manning, Alberta or Fort St. John, British Columbia. Ricks would not be actively involved in the day-to-day operations except under certain circumstances such as during construction, if there was an emergency, or if Ricks was concerned that the level of supervision and care was not being exercised at the standards it required.

Views of the Board

The Board is satisfied with the proposed design of the Ladyfern Pipeline, including the proposed HDD method and proposed alternative methods for watercourse crossings, subject to the conditions discussed below.

The Board has included conditions in the attached Order for the filing of various documents as required by the *Onshore Pipeline Regulations, 1999* (OPR-99) to be submitted prior to the construction or operation of the Ladyfern Pipeline. The conditions emphasize the requirement for Ricks to file: (i) its final Pipeline Construction Specifications; (ii) its Operations and Maintenance Manual[1];

---

1 Refer to section 27 of the OPR-99 and for further details, see related Guidance Notes.

(iii) an Emergency Procedures Manual[2]; and (iv) an Audit Program[3] for the proposed Ladyfern Pipeline.

With respect to the proposed odourized pneumatic testing of the pipeline, the Board is of the view that Ricks' test procedure, as described in its Odourized Pneumatic Test Procedure, complies with the requirements of CSA Z662-99. However, because Ricks is a new company under the Board's jurisdiction and is proposing to pressure test using air as the test medium, the Board denies Ricks' request for exemption from paragraph 30(1)(b) and section 47 of the Act. Ricks will therefore be required to file a leave to open application in accordance with Part IX of the Board's *Guidelines for Filing Requirements (1995)* (the Guidelines).

With respect to the operation of the pipeline, the Board requires Ricks to provide specific information regarding the responsibilities of the selected contractor that will be carrying out field operations. As such, the Board has included a condition in its Order requiring Ricks to file its operating agreement and the contractor's qualifications.

3.0 Public Consultation

Ricks stated that all stakeholders and administrators of the land, including provincial, regional and local government authorities, affected trappers, and the Doig River First Nation were notified of the project in June 2000 and that, due to the competitive nature of the project, newspaper notices were not published until the application was filed. Ricks also stated that section 87 notices for the acquisition of land were issued to parties of interest in August and September 2000.

Ricks submitted that it is clear from the Board's Guidelines that the level of detail of information required should correspond to the nature and magnitude of the project. In this case the project is a 12 km pipeline to be constructed entirely on crown land.

In letters dated 11 and 18 August 2000, Murphy and Apache respectively submitted that Ricks had failed to comply with the requirements of the Board's Guidelines concerning Early Public Notification (EPN). Part II of the Guidelines, section 4, requires an applicant to provide interested parties adequate time to comment on a project prior to filing an application.

Ricks submitted that commercial sensitivity in a highly competitive environment was in this case an important factor to be considered in assessing the appropriate level of consultation with interested parties. Ricks indicated that prior to completion of land sales in the area on 19 July 2000, Ricks, Murphy, Apache and Beau Canada Exploration Ltd. (Beau Canada) were active participants and competitors in acquiring lands in the Ladyfern area.

---

2 Refer to section 32 of the OPR-99 and for further details, see related Guidance Notes.

3 Refer to section 53 of the OPR-99 and for further details, see related Guidance Notes.

Ricks submitted that as early as April 2000 there were contacts between representatives of Ricks and representatives of Murphy, Apache and Beau Canada to discuss, among other things, access to existing pipelines for Ricks' volumes and the prospects for a joint venture. Ricks stated it was told by Murphy and Apache that there was no capacity and there would be no capacity this winter for Ricks' gas. Apache, by letter dated 1 December 2000, had provided Ricks with an estimate of $15 million to expand the existing Hamburg Gas Plant to accommodate 100 MMcf/d of natural gas for Ricks. Ricks submitted that shipping gas to the Hamburg Gas Plant would require Ricks to lay three times as much pipe as the proposed Ladyfern Pipeline.

During the hearing, Ricks provided an update with respect to its public consultation program. Specifically, Ricks stated that it had additional contact with the two registered trappers affected by the proposed pipeline, namely Mr. Morin and Ms. Rothlisberger and her family.

Ricks stated that Mr. Morin had indicated that the proposed pipeline would intersect his trapline at two locations and may interfere with access to one of his cabins. Mr. Morin told Ricks that he would prefer no interference from the oil and gas industry. Mr. Morin specifically requested Ricks to level snow banks at access points and to contact him prior to construction. Ricks submitted that it had agreed to both requests. Mr. Morin indicated that he would like to be considered for slashing work when construction begins and that if construction negatively affected his trapping operation he would seek compensation. Ricks submitted that it would keep him posted, work with him closely on this project, and compensate him if what it proposed doing caused financial harm.

Ricks stated that during discussions with Ms. Rothlisberger, it was informed that the Rothlisbergers currently have no trap lines along the route and do not anticipate trapping in the area this winter. However, Ricks was requested to ensure the proposed route followed existing clearings as much as possible, and to clean up whatever brush is created in the construction process as soon as possible. Ricks has agreed to both requests.

Ricks indicated that it is continuing discussions with the Doig River First Nation which began before the Application was filed. At the time of the hearing, Ricks was not aware of any outstanding issues or concerns of the Doig River First Nation with respect to the construction of the pipeline.

Views of the Board

The Board is of the view that Ricks effectively commenced its EPN before the filing of the application, as demonstrated by discussions with the Doig River First Nation and by Ricks' communications with Murphy, Apache and Beau Canada regarding its requirements to transport gas. The Board notes from the evidence that Murphy and Apache told Ricks they had no capacity to transport Ricks' gas this winter.

The Board notes, in accordance with Part I of the Guidelines, that the level of detail of the information required in Part II of the Guidelines shall correspond to the nature and magnitude of the anticipated environmental impact of the proposed project. The Board believes that, in this case, the public consultation program was satisfactory.

4.0 Environment, Land and Socio-Economic Matters

The Board considered environmental matters related to the proposed project pursuant to the Act and the CEAA. The Board completed an environmental screening report (the Screening Report) pursuant to sub-section 18(1) of the CEAA which also meets the requirements of the Board's own regulatory process. In addition, the Screening Report contains information regarding the environmental conditions to be included in any order with respect to the application and addresses matters pertaining to public consultation. The Board circulated a draft Screening Report to those public agencies that submitted letters of comment and to Ricks. No party to the proceeding requested a copy of the draft Screening Report.

The Board considered the Screening Report including the comments received from Ricks on the draft Screening Report. No other comments were received with respect to the draft Screening Report. The Board determined that, taking into account the conditions included in the attached Order, the Ladyfern Pipeline Project is not likely to cause significant adverse environmental effects. This represents a decision pursuant to paragraph 20(1)(a) of the CEAA and was taken prior to making a decision under Part III of the Act with respect to the applied-for facilities.

The proposed route for the Ladyfern Pipeline follows existing corridors for most of its 12 km length, is divided almost equally between Alberta and British Columbia and is located entirely on Crown Land. Applications to Alberta and British Columbia have been made for surface rights. Ricks has been advised that these applications would be processed after the Board has dealt with this application.

Ricks stated that it would require a 15 m wide permanent right-of-way and identified three areas where temporary work space would be required: two 10 m by 60 m work spaces to accommodate HDD activities and one 5 m by 40 m work space at NE 23-94-13 W6M, where two pipelines are crossed by the proposed right-of-way.

With respect to the socio-economic effects of this project, Ricks stated that the region is generally uninhabited, and is located outside of the community planning interest of municipal agencies. However, it is within the General Land Use Zone of the Fort St. John Land and Resource Planning Area. The closest settlements are those of the Doig River First Nation and Fort St. John in British Columbia, and Worsley in Alberta. Land use activities were identified by Ricks as being oil and gas developments, hunting and trapping, and traditional use by the Doig River First Nation.

Ricks stated the Doig River First Nation identified concerns regarding the creation of an all weather road and future employment. Ricks stated it would not construct an all weather road and that it would do its utmost to provide employment opportunities for the Doig River First Nation. Ricks submitted that support services for this project would be provided from the Doig River First Nation and from Fort St. John. Construction workers would reside at an existing 400 person permanent camp located in Alberta and access to the work site would be via an existing winter road. Operational services would be drawn from Fort St. John, British Columbia or Manning, Alberta. Ricks submitted that the socio-economic effects of the project would consist of a short-term increase in demand for services and an injection of money into the local economy.

Views of the Board

The Board has considered the potential impacts of the construction of the proposed pipeline on crown lands, including the amount of land required for easements and temporary work space. The Board finds that Ricks' anticipated requirements for easements and temporary work space are reasonable and justified.

Pursuant to its mandate under the Act, the Board has considered the evidence received in accordance with the GH-3-2000 Directions on Procedure and is of the view that, taking into account the implementation of Ricks' proposed mitigative measures and those set out in the conditions included in the attached Order, the Ladyfern Pipeline Project is not likely to cause significant adverse effects to the environment.

5.0 Economic Viability

5.1 Markets

Ricks plans to sell the gas it will produce in the Ladyfern area on the general Alberta spot market.

5.2 Supply

Ricks indicated that the proposed pipeline project would rely on gas supply from wells to be drilled in the Ladyfern area. Ricks estimated the sales gas supply in the Ladyfern Slave Point A pool to be 2 458 10^6m^3 (87 Bcf). This estimate was based on extrapolated reservoir data identified for the Hamburg Field, which is the closest analogue to the Ladyfern geological structure.

At the time of the hearing, Ricks had yet to drill a well in the Ladyfern area, which is only accessible for drilling and construction activity in winter. Ricks stated that it expected to commence drilling in early December 2000 at two locations (c-87-H and a-98-H/94-H-1) and that it should obtain well-test results by late December. Two other locations (d-90-H and a-100-H/94-H-1) are planned to be drilled this winter, following completion of the first two wells. In its additional written evidence, Ricks proposed a condition that would provide proof for adequacy of gas supply by showing a minimum aggregate calculated absolute open flow rate of 845 $10^3m^3/d$ (30 MMcf/d) prior to any Board order taking effect.

Ricks indicated that its pipeline would be economically viable even with drilling results substantially lower than the annual volumes and total reserves it expects from its wells. Taking into consideration the cost of the pipeline, wellsite facilities and a potential amine processing unit, Ricks indicated that it could pay out its investment within a 3.5 year period based on an estimated gas reserve supply of 198 10^6m^3 (7 Bcf) at an initial production rate of 198 $10^3 m^3/d$ (7 MMcf/d).

Apache and Murphy examined the information used to support the estimate of gas supply. Apache concluded that there was an absence of producible gas reserves and, therefore, no gas supply evidence to support the need for the proposed facilities. Murphy also indicated there was

no credible supply evidence for reserves determination. Apache and Murphy submitted that the application should, therefore, be denied. In the alternative, Apache argued that any order should not take effect until Ricks has filed with the Board flow and build-up test data that would demonstrate a sustainable minimum delivery rate of 845 $10^3m^3/d$ (30 MMcf/d) at 9 mPa flowing tubing head pressure. Murphy argued that the Board should not include such a condition as, in essence, it would be conditioning the most fundamental basis for an Order and submitted that if a condition was included, other parties should have the opportunity to test what is ultimately filed by Ricks.

Views of the Board

When an applicant proposes to build a commercially at-risk pipeline, the Board generally wishes to see the facility operate at a reasonable level of utilization over its economic life. Overall, the Board can be satisfied that this will be the case if there is a reasonable expectation that there will be sufficient gas to supply the project and that the gas will be able to find markets.

With respect to markets, the Board considers that Ricks' plan to sell its gas on the Alberta spot market is reasonable given the gas volumes expected to be shipped.

In determining overall gas supply for a proposed facility, the Board assesses established gas reserve supply and also evaluates the undiscovered gas potential within any likely catchment area that could support the proposed facility.

The Board notes that the first two wells Ricks plans to drill are adjacent to a producing gas well and would be considered to have established gas reserves under the probable reserve category. The other well locations would be more properly considered to have undiscovered gas resources due to the increased distance from known gas wells.

The Board places greater confidence in stochastic methodologies in quantifying undiscovered gas resource supply and will expect the use of such methodologies to take precedence over the more traditional single estimate when determining the undiscovered gas supply. This is due to the ability of the methodologies to incorporate the uncertainty inherent in estimating various reservoir parameters and provide a range of gas resource estimates that incorporate the probability at which a gas resource estimate is likely to occur.

Although in this case Ricks used a single estimate for gas supply to support its application, the Board is satisfied that there is a reasonable expectation that sufficient gas supply exists. The Board notes that the estimated gas reserves far exceed the levels of supply required to make the project economically feasible.

With respect to the inclusion of a condition requiring Ricks to demonstrate a sustainable minimum delivery rate, the Board believes that the last clause of the attached Order is sufficient and appropriate in the circumstances of this case.

Subject to the last clause of the attached Order being met, the Board expects that the proposed pipeline will be used at a reasonable level over its economic life.

6.0 Financial, Tolls, Tariffs, and Transportation Matters

Ricks is incorporated in Nova Scotia and registered to carry on business in Nova Scotia, British Columbia and Alberta. The shareholders of Ricks are Ricks Canada, Inc. (Ricks Canada) and OPUBCO Canada, Inc. (OPUBCO Canada). Ricks Canada is a wholly owned subsidiary of Ricks Exploration Inc. (Ricks Exploration) and OPUBCO Canada is a wholly owned subsidiary of OPUBCO Resources, Inc. (OPUBCO Resources). Both Ricks Exploration and OPUBCO Resources are privately held companies. Ricks is the owner of the proposed pipeline with Ricks Exploration having overall management responsibility for investment, development and operations activities of Ricks.

The cost of the proposed pipeline is approximately $3 million. Ricks indicated that it will assume all the financial risks of the proposed facilities and that financing will be provided by Ricks Exploration through internally generated funds.

While questions confirming the estimated present value of Ricks' oil and gas assets were posed during the hearing, Ricks' ability to finance the project through Ricks Exploration was not challenged. Ricks reiterated that, assuming an initial production rate of only 198 $10^3 m^3/d$ (7 MMcf/d) and reserves of only 198 $10^6 m^3$ (7 Bcf), Ricks could pay out its investment in its wellsite facilities, pipeline and if required, an amine plant in 3.5 years.

Ricks indicated that while it has no third party shippers it intends to offer service to third parties, although it has yet to determine the types of service that might be offered, as well as the terms and conditions of such services. No intervenor expressed an interest in this matter.

Ricks applied to the Board to be regulated on a complaint basis as a Group 2 company.

In its letter dated 11 August 2000, Murphy stated that in its view, Ricks is not a "company" as defined in section 2 of the Act, because Ricks is not incorporated or continued under the *Canada Business Corporations Act*.

Views of the Board

The Board is satisfied that Ricks is able to finance the proposed pipeline.

The Board has decided to exempt Ricks from the requirement of subsection 29(1) of the Act, without deciding whether Ricks is or is not a "company" as defined in section 2 of the Act. Therefore, under paragraph 29(3)(c) of the Act, Ricks will be deemed to be a "company" for purposes of the Act.

The Board is of the view that, for administrative purposes, Ricks should be regulated as a Group 2 Company in accordance with the Board's *Memorandum of Guidance on the Regulation of Group 2 Companies*, dated 6 December 1995. Ricks must advise the Board if there is any significant change in the ownership or business enterprise of the pipeline.

The Board notes that while Ricks has indicated that it has no third party shippers, it intends to offer service to third party shippers. Accordingly, Ricks is required to inform the Board before it starts charging tolls for such service.

The Board also advises Ricks that paragraphs 5(2)(a) through (c) of the *Gas Pipeline Uniform Accounting Regulations* apply to Ricks.

The Board further advises Ricks that the cost of this project, including any overruns, may be subject to examination pursuant to the Board's responsibilities under Part IV of the Act.

7.0 Disposition

The foregoing constitutes our Reasons for Decision with respect to the Ladyfern Pipeline Project. The Board has decided, pursuant to section 58 of the Act, to issue Order XG-R029-81-2000 granting exemption from the provisions of subsection 29(1), paragraph 30(1)(a), subsection 30(2) and section 31 of the Act with respect to the Ladyfern Pipeline Project, provided that the last clause of the Order, pursuant to section 19 of the Act, is satisfied. A copy of the Order is attached, the effect of which is to allow Ricks to construct the Ladyfern Pipeline, subject to the terms and conditions in the Order.

The Board has not granted Ricks an exemption from the requirements of paragraph 30(1)(b) and section 47 of the Act. Ricks will therefore be required to apply to the Board for leave to open before initiating service.

The Board has decided to regulate Ricks as a Group 2 Company for the purposes of toll and tariff regulation.

D. E. Emes
Presiding Member

J.-P. Théorêt
Member

E. Quarshie
Member

Calgary, Alberta
Dated 20 December 2000

ORDER XG-R029-81-2000

IN THE MATTER OF the *National Energy Board Act* (the Act) and the regulations made thereunder; and

IN THE MATTER OF an application, pursuant to section 58 of the Act, by Ricks Nova Scotia Co. (Ricks), dated 19 July 2000, filed with the Board under File No. 3400-R029-1.

BEFORE the Board on 20 December 2000.

WHEREAS the Board has received an application from Ricks for the construction of a natural gas pipeline of approximately 12 kilometres in length beginning northeast of Fort St. John in British Columbia and ending at the Nova Gas Transmission Ltd. Owl Lake South Meter Station in northwestern Alberta (the Ladyfern Pipeline Project);

AND WHEREAS, pursuant to the *Canadian Environmental Assessment Act* (CEAA), the Board has considered the information submitted by Ricks and all other documents on the public registry, including submissions received on the draft Environmental Screening Report issued by the Board on 8 December 2000, and has conducted an environmental screening of the Ladyfern Pipeline Project and has prepared an Environmental Screening Report;

AND WHEREAS the Board has determined, pursuant to paragraph 20(1)(a) of the CEAA that, taking into account the implementation of Ricks' proposed mitigative measures and those set out in the attached conditions, the Ladyfern Pipeline Project is not likely to cause significant adverse environmental effects;

AND WHEREAS the Board has examined the application and considers it to be in the public interest to grant the relief requested;

IT IS ORDERED pursuant to section 58 of the Act that the Ladyfern Pipeline Project is exempt from the provisions of subsection 29(1), paragraph 30(1)(a), subsection 30(2) and section 31 of the Act, upon the following conditions:

.../2

General

1. Ricks shall cause the approved facilities to be designed, manufactured, located, constructed, installed and operated in accordance with those specifications, drawings and other information or data set forth in its Application or as otherwise adduced in evidence before the Board in the GH-3-2000 proceeding.

2. Ricks shall implement or cause to be implemented all of the policies, practices, and procedures for the protection of the environment included in or referred to in its Application or as otherwise adduced in evidence before the Board during the GH-3-2000 proceeding.

Prior to Commencement of Construction

3. Ricks shall file with the Board for approval, at least 14 days prior to the commencement of construction including clearing of vegetation or ground-breaking activities, an Environmental Protection Plan.

4. Ricks shall file with the Board for approval, at least 14 days prior to the commencement of construction including clearing of vegetation or ground-breaking activities, a specific reclamation plan to assess the effectiveness of the revegetation plan, including:

   (a) a schedule for filing reports with the Board, and

   (b) copies of all correspondence demonstrating consultation with appropriate regulatory agencies in developing the plan.

5. Ricks shall file with the Board at least 10 days prior to the commencement of construction of the approved facilities, its final Pipeline Construction Specifications. Ricks' Construction Specifications shall include specifications for the horizontal directional drills to be carried out at the Adswkatim Creek and Tributary to the Adswkatim Creek.

During Construction

6. Ricks shall notify the Board of any change from the proposed HDD stream crossing method and the reasons for the change prior to implementing the change. Ricks shall also file with the Board copies of all correspondence from regulatory authorities relating to the proposed alternate method. Within 1 month of changing the proposed stream crossing method, Ricks shall file with the Board for approval, an amended reclamation plan (see Condition 4) that updates reclamation and revegetation activities for the affected stream crossings.

7. Ricks shall, during construction, maintain for audit purposes at each construction site, a copy of the welding procedures and non-destructive testing procedures used on the project together with all supporting documentation.

8. Ricks shall maintain a file at each construction site with copies of all applicable permits or authorizations obtained.

.../3

9. Ricks shall notify the Board, at least 10 days prior to pressure testing, of any modifications to the Odourized Pneumatic Test Procedure dated 21 November 2000 and of whether test heads or pig launcher/receivers will be used for the pressure test.

10. Ricks shall not carry out construction, clean-up or reclamation activities in Alberta between 1 March and freeze up as stated in Ricks Caribou Protection Plan (Application Appendix A3), which was developed in accordance with the *Operating Guidelines for Industrial Activity in Caribou Ranges* in northwest Alberta.

Prior to the Commencement of Operation

11. Ricks shall file with the Board, at least 10 days prior to the commencement of operation, the following documents:

    (a) the operations and maintenance manual required pursuant to section 27 of the *Onshore Pipeline Regulations, 1999* (OPR-99);

    (b) the emergency procedures manual required pursuant to section 32 of the OPR-99; and

    (c) the operating agreement with the operating contractor, including the contractors' name and qualifications.

12. Ricks shall develop an audit program for the protection of property, the environment, and the safety of the public and company employees pursuant to section 53 of the OPR-99. Ricks shall file the audit program with the Board, at least ten (10) days prior to start of construction, including clearing of vegetation or ground-breaking activities.

Expiration of Order

13. Unless the Board otherwise directs prior to 31 December 2002, this Order shall expire on 31 December 2002 unless the construction and installation with respect to the applied-for facilities has commenced by that date.

IT IS FURTHER ORDERED pursuant to section 19 of the Act that this Order shall not come into force until Ricks has filed with the Board well test data demonstrating a minimum gas deliverability flow rate of 845 $10^3m^3/d$ (30 MMcf/d) for delivery through the proposed facilities.

NATIONAL ENERGY BOARD

Michel L. Mantha
Secretary

National Energy Board

Office national de l'énergie

Ricks Nova Scotia Co. - Projet de gazoduc Ladyfern
Demande en date du 19 juillet 2000 déposée en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) en vue de la construction du gazoduc Ladyfern à la frontière Colombie-Britannique/Alberta
Instance GH-3-2000

Motifs de décision

1.0 Introduction

Le 19 juillet 2000, Ricks Nova Scotia Co. (Ricks) a déposé une demande auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office) en vue d'être soustraite, aux termes de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi), à l'application des articles 29 à 33 et 47 de la Loi en ce qui concerne le projet de gazoduc Ladyfern proposé pour le Nord-Est de la Colombie-Britannique et le Nord-Ouest de l'Alberta. Ricks a également demandé à l'Office de la considérer comme une société du groupe 2 pour les fins de la réglementation des droits et des tarifs.

À titre d'autorité responsable en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), l'Office a mené un examen environnemental préalable à l'égard du projet de gazoduc Ladyfern proposé.

L'Office a décidé d'examiner la demande dans le cadre d'une audience publique orale et a diffusé le 7 novembre 2000 l'ordonnance d'audience GH-3-2000, qui exposait les instructions relatives au déroulement de l'instance. L'audience s'est tenue à Calgary les 6 et 7 décembre 2000.

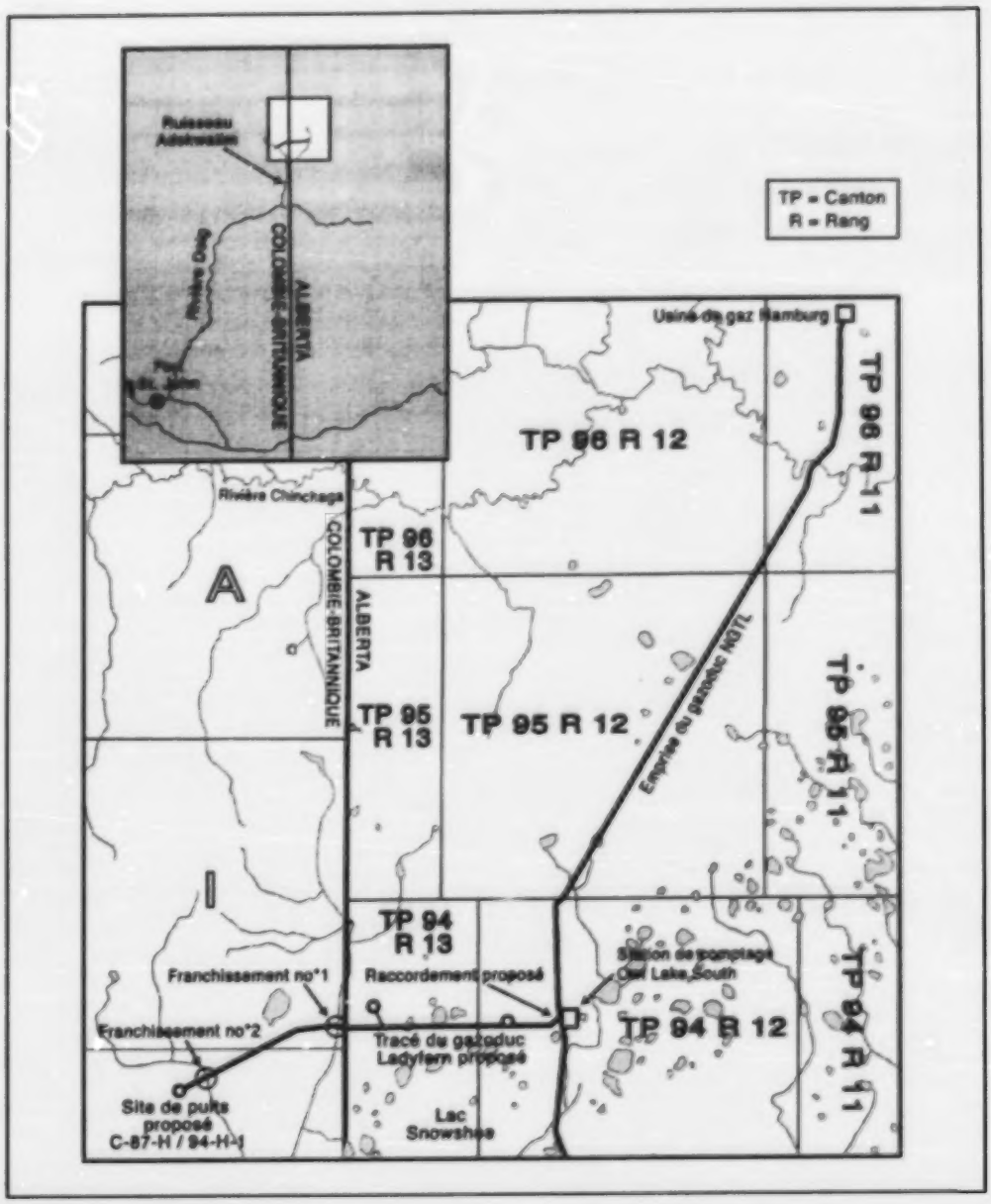
Ont comparu à l'audience les représentants de Ricks, d'Apache Canada Ltd. (Apache), de Murphy Oil Company Ltd. (Murphy), de Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL) et de la province de l'Alberta.

2.0 Description des installations et questions d'ingénierie

Ricks propose la construction d'un pipeline de gaz naturel d'environ 12 km et de 273,1 mm de diamètre extérieur (NPS 10) désigné sous le nom de gazoduc Ladyfern. Le gazoduc Ladyfern s'étendrait d'un puits proposé au site c-87-H/94-H-1, situé en Colombie-Britannique, jusqu'à la station de comptage Owl Lake South de NGTL au site 20-94-12 W6M, en Alberta. Le gazoduc serait exploité à une pression maximale de service de 11 722 kPa (1 700 lb/po^2) et serait conçu de manière à respecter les spécifications techniques de la norme Z662-99, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, de l'Association canadienne de normalisation, pour le transport de gaz corrosif. On prévoit qu'il servira au transport de gaz naturel non corrosif, mais il serait conçu et construit pour le transport de gaz corrosif à concentration d'hydrogène sulfuré (H_2S) pouvant atteindre 25 p.p.m., grâce au recours à des tubes de catégorie II, nuance 359. Le coût en capital estimatif du projet est d'environ 3 millions de dollars. Les activités de construction se dérouleraient en février 2001.

Canada

Figure 2-1 Projet de gazoduc Ladyfern proposé



Ricks propose de privilégier le forage dirigé horizontal (FDH) pour le franchissement de deux cours d'eau, soit le ruisseau Adswkatim et un affluent du ruisseau Adswkatim. Ricks a déclaré que si cette méthode se révélait infructueuse, elle utiliserait des méthodes de tranchée à ciel ouvert pour le franchissement de ces cours d'eau. Ricks a déclaré en outre que son gazoduc serait enfoui dans le pergélisol sous une couverture minimale de 1,5 m, et plus profondément si nécessaire pour faire en sorte que la canalisation repose sur du sol compétent. L'emprise proposée croise deux pipelines installés dans une seule emprise.

Dans sa demande, Ricks propose d'utiliser de l'air pour l'essai sous pression du gazoduc Ladyfern. Ricks a présenté sa méthode d'essai dans un document intitulé *Odourized Pneumatic Test Procedure* (Méthode d'essai à l'air avec odorant) daté du 21 novembre 2000. Cette méthode comporterait un essai de résistance d'un minimum de quatre heures à 125 % de la pression maximale de service (PMS), suivi d'un essai d'étanchéité d'un minimum de 24 heures dans une plage de 110 % à 125 % de la PMS. Un odorant serait incorporé à l'air d'essai et des chiens entraînés à la détection d'odorants seraient utilisés pour repérer toute fuite éventuelle au cours de l'essai sous pression.

Outre les installations décrites ci-dessus, le projet de Ricks nécessiterait de la part de NGTL, pour la réception du gaz naturel de Ricks, la construction de nouvelles installations de comptage et d'équipement connexe à la station de comptage Owl Lake South n° 2 proposée. Bien que ces installations de comptage proposées ne fassent pas partie intégrante de la demande soumise à l'Office par Ricks, elles font partie de l'évaluation de l'examen environnemental préalable traitée à la section 4 des présents motifs de décision. Ces installations seraient réglementées par l'Alberta Energy and Utilities Board (Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta - AEUB). Dans une lettre datée du 4 décembre 2000, NGTL a déclaré qu'elle prévoyait déposer une demande auprès de l'AEUB au début de janvier 2001 et qu'elle mène actuellement des activités d'avis du public et de consultation publique relativement au projet de station de comptage Owl Lake South n° 2. Les installations proposées seraient construites sur un terrain existant de NGTL.

En ce qui concerne l'exploitation du gazoduc Ladyfern proposé, Ricks a affirmé qu'elle était propriétaire du gazoduc et qu'elle serait chargée de sa gestion globale. Predator Corporation Ltd. (Predator), société fermée constituée en vertu des lois de l'Alberta, serait chargée de l'exploitation du gazoduc à titre de mandataire de Ricks. Predator superviserait l'exploitation au jour le jour du gazoduc sur le terrain, et l'exploitation proprement dite serait assurée par un entrepreneur en exploitation de Manning, en Alberta, ou de Fort St. John, en Colombie-Britannique. Ricks ne participerait pas activement à l'exploitation au jour le jour sauf dans certaines circonstances, comme l'étape de construction ou une situation d'urgence, ou si Ricks croyait que le niveau de supervision et de précaution ne respectait pas ses normes en la matière.

Opinion de l'Office

L'Office est satisfait de la conception proposée pour le gazoduc Ladyfern, y compris la méthode de FDH proposée et les méthodes de remplacement proposées en vue du franchissement de cours d'eau, sous réserve des conditions ci-après.

L'Office a assorti de conditions son ordonnance ci-jointe, en ce qui a trait au dépôt de différents documents avant la construction ou l'exploitation du gazoduc

Ladyfern, tel que requis aux termes du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99). Ces conditions font ressortir l'obligation pour Ricks de déposer i) son devis de construction définitif, ii) son manuel d'exploitation et d'entretien[1], iii) un manuel des mesures d'urgence[2] et iv) un programme de vérification[3] visant le gazoduc Ladyfern proposé.

En ce qui concerne l'essai à l'air avec odorant proposé, l'Office est d'avis que la méthode d'essai de Ricks, telle qu'elle est décrite dans l'*Odourized Pneumatic Test Procedure* (Méthode d'essai à l'air avec odorant), est conforme à la norme CSA Z662-99. Cependant, parce que Ricks est une société nouvellement régie par l'Office et qu'elle propose d'effectuer un essai de pression en utilisant de l'air comme agent d'essai, l'Office refuse la demande de Ricks d'être soustraite à l'application de l'alinéa 30(1)*b)* et de l'article 47 de la Loi. Ricks devra par conséquent déposer une demande d'autorisation de mise en service en conformité avec la partie IX des *Directives concernant les exigences de dépôt (1995)* (les directives).

En ce qui concerne l'exploitation du gazoduc, l'Office exige de Ricks qu'elle soumette des renseignements précis au sujet des fonctions de l'entrepreneur choisi pour exercer les activités d'exploitation sur le terrain. À ce titre, l'Office a inclus dans son ordonnance une condition exigeant que Ricks dépose son contrat d'exploitation et une attestation des qualifications de l'entrepreneur.

3.0 Consultation publique

Ricks a affirmé que tous les administrateurs de terrains et toutes les parties intéressées, y compris les gouvernements provinciaux et administrations régionales et locales, les piégeurs touchés et la Première nation de Doig River, avaient été avisés du projet en juin 2000 et que, en raison de la nature concurrentielle du projet, aucun avis n'avait été publié dans les journaux avant le dépôt de la demande. Ricks a indiqué en outre que conformément à l'article 87, des avis d'acquisition de terrains avaient été délivrés aux parties en cause en août et en septembre 2000.

Ricks a fait valoir que selon les directives de l'Office, il est clair que le niveau de détail de l'information exigé doit correspondre à la nature et à l'ampleur du projet. Le projet actuel vise un gazoduc de 12 km qui sera entièrement construit sur des terres publiques.

Dans des lettres datées du 11 et du 18 août 2000 respectivement, Apache et Murphy ont soutenu que Ricks avait omis de se conformer aux directives de l'Office en ce qui concerne les Préavis publics (PP). Aux termes de la partie II, article 4, des directives, le demandeur, avant de déposer

---

1 Se reporter à l'article 27 du RPT-99 et, pour des détails complémentaires, voir les lignes directrices s'y rapportant.

2 Se reporter à l'article 32 du RPT-99 et, pour des détails complémentaires, voir les lignes directrices s'y rapportant.

3 Se reporter à l'article 53 du RPT-99 et, pour des détails complémentaires, voir les lignes directrices s'y rapportant.

une demande, doit fournir assez de temps aux parties intéressées pour qu'elles présentent leurs commentaires sur le projet.

Ricks a fait valoir que la sensibilité du projet sur le plan commercial, compte tenu de l'environnement hautement concurrentiel dans lequel elle évolue, était un important facteur à prendre en considération quant à l'évaluation du niveau approprié de consultation des parties intéressées. Ricks a signalé qu'avant l'achèvement des ventes de terrains dans le secteur le 19 juillet 2000, Ricks, Murphy, Apache et Beau Canada Exploration Ltd. (Beau Canada) étaient à la fois participants actifs et concurrents dans l'acquisition de terrains dans le secteur Ladyfern.

Ricks a indiqué que des contacts avaient été établis dès avril 2000 entre ses représentants et ceux de Murphy, d'Apache et de Beau Canada en vue de discuter, entre autres sujets, de l'accès des volumes de gaz de Ricks aux gazoducs actuels et des perspectives de coentreprise. Ricks a déclaré avoir été informée par Murphy et Apache qu'il n'y avait pas de capacité disponible et qu'il n'y en aurait pas cet hiver pour le gaz de Ricks. Dans une lettre du 1er décembre 2000, Apache avait informé Ricks que le coût estimatif de l'agrandissement de l'usine de gaz Hamburg nécessité par 100 $10^6 pi^3/j$ de gaz naturel de Ricks serait de 15 millions de dollars. Ricks a fait valoir que l'expédition de gaz à l'usine de gaz Hamburg obligerait Ricks à installer une canalisation trois fois plus longue que le gazoduc Ladyfern proposé.

Au cours de l'audience, Ricks a fait le point sur son programme de consultation publique. Ricks a précisé qu'elle avait de nouveau communiqué avec les deux piégeurs inscrits touchés par le gazoduc proposé, soit M. Morin ainsi que Mme Rothlisberger et sa famille.

Ricks a déclaré que M. Morin lui avait dit que le gazoduc proposé croiserait son territoire de piégeage à deux endroits et pourrait rendre difficile l'accès à une de ses cabanes. M. Morin a dit à Ricks qu'il préférerait ne pas être gêné par l'industrie pétrolière et gazière. M. Morin a demandé expressément à Ricks de niveler les congères aux points d'accès et de communiquer avec lui avant la construction. Ricks a indiqué qu'elle avait acquiescé à ces deux demandes. M. Morin a fait savoir qu'il aimerait qu'on songe à retenir ses services pour des travaux de débroussaillement au début de la construction et qu'il demanderait compensation si la construction devait nuire à ses activités de piégeage. Ricks a affirmé qu'elle le tiendrait au courant, collaborerait étroitement avec lui sur ce projet et le compenserait si les activités qu'elle proposait lui causaient un préjudice financier.

Ricks a déclaré qu'au cours de discussions avec Mme Rothlisberger, Ricks avait appris que la famille Rothlisberger n'exploitait actuellement aucun territoire de piégeage le long du tracé et ne prévoyait pas piéger dans cette région cet hiver. Toutefois, on a demandé à Ricks de veiller à ce que le tracé proposé suive les clairières existantes dans la mesure du possible et d'enlever le plus rapidement possible les débris de broussailles résultant de la construction. Ricks a acquiescé à ces deux demandes.

Ricks a signalé qu'elle poursuit les discussions entreprises avec la Première nation de Doig River avant le dépôt de la demande. Au moment de l'audience, Ricks n'était au courant d'aucune question en litige ni d'aucune préoccupation manifestée par la Première nation de Doig River relativement à la construction du gazoduc.

Opinion de l'office

L'office est d'avis que Ricks a réellement entrepris son programme de PP avant le dépôt de la demande, tel que le démontrent ses discussions avec la Première nation de Doig River et ses communications avec Murphy, Apache et Beau Canada au sujet de ses besoins en transport de gaz. L'Office constate à la lumière de la preuve que Murphy et Apache ont dit à Ricks qu'elles ne disposaient pas de la capacité voulue pour transporter le gaz de Ricks cet hiver.

L'Office constate que, conformément à la partie I des directives, le niveau de détail de l'information requis aux termes de la partie II des directives doit correspondre à la nature et à l'ampleur des conséquences environnementales prévues du projet proposé. L'Office croit que dans le cas présent, le programme de consultation publique a été satisfaisant.

4.0 Questions environnementales, foncières et socio-économiques

L'Office a examiné les questions environnementales que soulève le projet proposé, conformément à la Loi et à la LCÉE. Il a établi un rapport d'examen environnemental préalable (le rapport d'examen préalable) conformément au paragraphe 18(1) de la LCÉE, qui satisfait également aux exigences de sa propre démarche de réglementation. De plus, le rapport d'examen préalable fait état des conditions relatives à l'environnement qu'il convient d'inclure dans toute ordonnance afférente à la demande et se penche sur la question de la consultation publique. L'Office a transmis un avant-projet du rapport d'examen préalable aux organismes publics qui avaient présenté des lettres de commentaires et à Ricks. Aucune partie à l'instance n'a demandé d'exemplaire de l'avant-projet du rapport d'examen préalable.

L'Office a examiné le rapport d'examen préalable, y compris les commentaires de Ricks sur l'avant-projet de ce rapport. Aucun autre commentaire n'a été transmis à l'Office relativement à l'avant-projet du rapport d'examen préalable. L'Office a déterminé que compte tenu des conditions incluses dans l'ordonnance ci-jointe, le projet de gazoduc Ladyfern n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. Cela représente une décision aux termes de l'alinéa 20(1)*a)* de la LCÉE, décision que l'Office a rendue avant de rendre une décision aux termes de la partie III de la Loi relativement aux installations visées par la demande.

Le tracé proposé du gazoduc Ladyfern suit des couloirs établis sur la majeure partie de sa longueur de 12 km, est réparti presque également entre l'Alberta et la Colombie-Britannique et se trouve entièrement sur des terres publiques. Une demande de droits de superficie a été faite en Alberta et en Colombie-Britannique. Ricks a été informée que ces demandes seraient traitées une fois que l'Office aura rendu sa décision à propos de la présente demande.

Ricks a déclaré qu'elle aurait besoin d'une emprise permanente d'une largeur de 15 m et elle a indiqué l'emplacement de trois aires de travail temporaire dont elle aurait besoin : deux de 10 m sur 60 m pour les activités de FDH et une de 5 m sur 40 m au site NE 23-94-13 W6M, où deux pipelines sont croisés par l'emprise proposée.

Pour ce qui est des conséquences socio-économiques de ce projet, Ricks a déclaré que la région était en général inhabitée et qu'elle ne suscitait pas l'intérêt des organismes municipaux en

termes d'aménagement communautaire. Elle fait cependant partie de la zone d'utilisation générale de la région d'aménagement du territoire et des ressources de Fort St. John. Les établissements les plus près sont celui de la Première nation de Doig River et Fort St. John, en Colombie-Britannique, ainsi que Worsley, en Alberta. Ricks a précisé que les terrains étaient affectés à des activités de mise en valeur du pétrole et du gaz, de chasse et de piégeage, de même qu'à l'utilisation traditionnelle par la Première nation de Doig River.

Ricks a déclaré que la Première nation de Doig River avait fait part de préoccupations au sujet de la construction d'une route praticable en tout temps et d'emplois futurs. Ricks a affirmé qu'elle ne construirait pas de route praticable en tout temps et qu'elle ferait tout son possible pour créer des occasions d'emploi à l'intention de la Première nation de Doig River. Ricks a fait valoir que les services de soutien nécessaires à ce projet seraient fournis par la Première nation de Doig River et des entreprises de Fort St. John. Le personnel affecté à la construction logerait dans un campement permanent d'une capacité de 400 personnes actuellement installé en Alberta et que l'accès au chantier serait assuré par une route existante praticable l'hiver. Les services d'exploitation seraient obtenus de Fort St. John, en Colombie-Britannique, ou de Manning, en Alberta. Ricks a fait valoir que le projet aurait pour conséquences socio-économiques une hausse à court terme de la demande de services et des retombées économiques pour la région.

Opinion de l'Office

L'Office a pris en considération les conséquences éventuelles de la construction du gazoduc proposé sur les terres publiques, y compris la superficie des terrains requis pour les servitudes et les aires de travail temporaires. L'Office conclut que les besoins en terrains prévus par Ricks pour les servitudes et les aires de travail temporaires sont raisonnables et justifiés.

Comme le veut son mandat aux termes de la Loi, l'Office a examiné la preuve conformément aux Instructions sur le déroulement de l'instance GH-3-2000 et est d'avis que, compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation proposées par Ricks et de celles énoncées dans les conditions incluses dans l'ordonnance ci-jointe, le projet de gazoduc Ladyfern n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

5.0 Viabilité économique

5.1 *Marchés*

Ricks prévoit vendre le gaz qu'elle produira dans le secteur Ladyfern sur le marché du disponible de l'Alberta.

5.2 Approvisionnement

Ricks a indiqué que l'approvisionnement en gaz du projet de gazoduc proposé serait assuré par des puits devant être forés dans le secteur Ladyfern. Ricks estime que les réserves de gaz marchand du gisement Ladyfern Slave Point A s'élèvent à 2 458 $10^6 m^3$ (87 $10^9 pi^3$). Cette estimation s'appuie sur l'extrapolation d'éléments d'information sur les horizons de réservoirs provenant du champ Hamburg, dont la structure géologique est la plus analogue à celle de Ladyfern.

Au moment de l'audience, Ricks n'avait pas encore foré de puits dans le secteur Ladyfern, auquel on ne peut accéder que l'hiver pour les activités de forage et de construction. Ricks a déclaré qu'elle prévoyait entreprendre le forage au début de décembre 2000 à deux endroits (c-87-H et a-98-H/94-H-1) et obtenir les résultats d'essai vers la fin de décembre. Des forages sont prévus à deux autres endroits (d-90-H et a-100-H/94-H-1) cet hiver, après la complétion des deux premiers puits. Dans sa preuve écrite supplémentaire, Ricks a proposé une condition qui permettrait de prouver la suffisance de l'approvisionnement en gaz, soit l'obtention d'un débit naturel absolu total d'un minimum de 845 $10^3m^3/j$ (30 $10^6pi^3/j$) avant l'entrée en vigueur de toute ordonnance de l'Office.

Ricks a indiqué que son gazoduc serait économiquement viable même si les résultats du forage étaient considérablement inférieurs aux volumes annuels et aux réserves totales auxquels elle s'attend de ses puits. En tenant compte du coût du gazoduc, des installations de chantier de forage et d'une éventuelle unité de traitement aux amines, Ricks a soutenu qu'elle pourrait récupérer son investissement dans une période de 3,5 ans en fonction de réserves gazières estimatives de 198 10^6m^3 (7 10^9pi^3) et d'un taux de production initial de 198 10^3 m^3/j (7 $10^6pi^3/j$).

Apache et Murphy ont examiné l'information ayant servi à justifier l'estimation de l'approvisionnement en gaz. Apache a conclu qu'il n'y avait pas de réserves de gaz productibles et, par conséquent, aucune preuve d'approvisionnement en gaz pouvant justifier les installations proposées. Murphy a également indiqué qu'il n'y avait aucune preuve crédible sur le plan de l'approvisionnement qui permettrait de déterminer les réserves. Apache et Murphy ont soutenu que la demande devrait donc être rejetée. Apache a fait valoir que dans le cas contraire, aucune ordonnance ne devrait prendre effet tant que Ricks n'aura pas déposé auprès de l'Office les résultats d'essais de débit et de remontée de pression indiquant un taux de livraison minimal soutenable de 845 $10^3m^3/j$ (30 $10^6pi^3/j$) à une pression d'écoulement en tête de colonne de production de 9 mPa. Murphy a soutenu que l'Office ne devrait pas inclure une telle condition parce que cette mesure aurait essentiellement pour résultat d'assortir d'une condition le principe le plus fondamental d'une ordonnance et que si une condition était incluse, d'autres parties devraient avoir l'occasion de soumettre à des essais les résultats déposés par Ricks.

Opinion de l'Office

Lorsqu'un demandeur propose de construire un pipeline comportant des risques commerciaux, l'Office souhaite généralement que l'installation fonctionne à un niveau d'utilisation raisonnable sur la durée de sa vie économique. En général, l'Office peut être convaincu qu'il en sera ainsi dans la mesure où il est raisonnablement permis de croire que l'approvisionnement en gaz sera suffisant pour le projet et que des marchés seront accessibles.

En ce qui concerne les marchés, l'Office considère que le plan de Ricks visant la vente de gaz sur le marché du disponible de l'Alberta est raisonnable, compte tenu des volumes de gaz que l'on prévoit expédier.

Pour déterminer l'approvisionnement global en gaz d'une installation proposée, l'Office évalue les réserves de gaz établies ainsi que le potentiel de gaz non découvert dans toute zone de collecte probable à laquelle l'installation proposée pourrait s'approvisionner.

L'Office constate que les deux premiers puits que Ricks prévoit forer sont adjacents à un puits de gaz producteur et seraient considérés comme ayant des réserves de gaz établies classées dans la catégorie des réserves probables. Les autres emplacements de puits seraient plutôt considérés comme ayant des ressources de gaz non découvert en raison de la distance plus grande qui les sépare de puits de gaz connus.

L'Office accorde une plus grande confiance aux méthodologies stochastiques de quantification de l'approvisionnement en ressources de gaz non découvert et il s'attendra à ce que ces méthodes soient privilégiées par rapport à celle de l'estimation unique, plus conventionnelle, pour la détermination de l'approvisionnement en gaz non découvert. L'Office est d'avis que ces méthodes intègrent les facteurs d'incertitude inhérents à l'estimation de différents paramètres de gisement et permettent d'obtenir une plage de données estimatives sur la ressource gazière dans lesquelles est intégrée la probabilité de réalisation de l'estimation de la ressource gazière.

Bien que Ricks ait utilisé une méthode d'estimation unique de l'approvisionnement en gaz pour justifier sa demande, l'Office est persuadé qu'il y a attente raisonnable de l'existence d'un approvisionnement en gaz suffisant. L'Office constate que les réserves de gaz estimatives sont de loin supérieures aux niveaux d'approvisionnement requis pour que le projet soit économiquement faisable.

Pour ce qui est d'inclure une condition qui obligerait Ricks à faire la preuve d'un taux de livraison minimal soutenable, l'Office croit que la dernière clause de l'ordonnance ci-jointe est suffisante et convenable dans les circonstances.

Sous réserve du respect de la dernière clause de l'ordonnance ci-jointe, l'Office s'attend à ce que le gazoduc proposé sera utilisé à un niveau raisonnable sur la durée de sa vie économique.

6.0 Questions financières, droits, tarifs et transport

Ricks a été constituée en société en Nouvelle-Écosse et est enregistrée aux fins de l'exercice d'activités commerciales en Nouvelle-Écosse, en Colombie-Britannique et en Alberta. Les actionnaires de Ricks sont Ricks Canada, Inc. (Ricks Canada) et OPUBCO Canada, Inc. (OPUBCO Canada). Ricks Canada est une filiale en propriété exclusive de Ricks Exploration Inc. (Ricks Exploration) et OPUBCO Canada est une filiale en propriété exclusive de OPUBCO Resources, Inc. (OPUBCO Resources). Ricks Exploration et OPUBCO Resources sont des sociétés fermées. Ricks est propriétaire du gazoduc proposé tandis que Ricks Exploration est chargée de l'ensemble des fonctions de gestion pour ce qui concerne les activités d'investissement, de mise en valeur et d'exploitation de Ricks.

Le coût approximatif du gazoduc proposé est de 3 millions de dollars. Ricks a signalé qu'elle assumerait tous les risques financiers des installations proposées et que Ricks Exploration les financerait au moyen de fonds autogénérés.

Bien que des questions aient été posées pendant l'audience en vue de confirmer la valeur actuelle estimative de l'actif pétrolier et gazier de Ricks, sa capacité de financer le projet par l'intermédiaire de Ricks Exploration n'a pas été mise en doute. Ricks a réitéré qu'en supposant un taux de production initial de seulement 198 $10^3m^3/j$ (7 $10^6pi^3/j$) et des réserves de seulement 198 10^6m^3 (7 10^9pi^3), Ricks pourrait récupérer son investissement dans ses installations de chantier de forage, le gazoduc et, si nécessaire, une usine de traitement aux amines, dans 3,5 ans.

Ricks a indiqué qu'elle ne compte aucun tiers expéditeur, mais qu'elle a l'intention d'offrir des services à des tiers, bien qu'elle n'ait pas encore déterminé quelle serait la nature de ces services ni les modalités ce ces services. Aucun intervenant n'a manifesté d'intérêt pour cette question.

Ricks a demandé à l'Office d'être réglementée comme une société du groupe 2 en fonction des plaintes reçues.

Dans sa lettre du 11 août 2000, Murphy a affirmé qu'à son avis, Ricks n'est pas une « société » au sens de l'article 2 de la Loi parce que Ricks na pas été constituée en société ni prorogée aux termes de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que Ricks est en mesure de financer le gazoduc proposé.

L'Office a décidé de soustraire Ricks à l'application du paragraphe 29(1) de la Loi, sans se prononcer sur le point de savoir si Ricks est une « société » au sens de l'article 2 de la Loi. En conséquence, en vertu de l'alinéa 29(3)*c)* de la Loi, Ricks sera considérée comme une « société » en vue de l'application de la Loi.

L'Office estime que, pour les fins administratives, il conviendrait que Ricks soit réglementée comme une société du groupe 2 conformément au *Protocole sur la réglementation des sociétés du groupe 2*, publié par l'Office le 6 décembre 1995. Ricks doit aviser l'Office de tout changement important à la propriété ou à l'entreprise commerciale du gazoduc.

L'Office constate que Ricks a signalé qu'elle ne compte sur aucun tiers expéditeur, mais qu'elle a l'intention d'offrir des services à des tiers expéditeurs. En conséquence, Ricks est tenue d'informer l'Office avant d'exiger des droits pour de tels services.

De plus, L'Office avise Ricks qu'elle est assujettie aux alinéas 5(2)*a)* à *c)* du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*.

En outre, l'Office avise Ricks que le coût du projet, y compris les dépassements de coûts éventuels, pourront être examinés par l'Office en vertu des responsabilités que lui confère la partie IV de la Loi.

7.0 Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision concernant le projet de gazoduc Ladyfern. L'Office a décidé, conformément à l'article 58 de la Loi, de diffuser l'ordonnance XG-R029-81-2000, qui a pour effet de soustraire le demandeur à l'application du paragraphe 29(1), de l'alinéa 30(1)*a)*, du paragraphe 30(2) et de l'article 31 de la Loi en ce qui concerne le projet de gazoduc Ladyfern, pourvu que le demandeur observe la dernière clause de l'ordonnance, conformément à l'article 19 de la Loi. Une copie de l'ordonnance est jointe aux présentes et cette ordonnance a pour effet d'autoriser Ricks à construire le gazoduc Ladyfern, sous réserve des conditions qui y sont énoncées.

L'Office n'a pas soustrait Ricks à l'application de l'alinéa 30(1)*b)* et de l'article 47 de la Loi. Par conséquent, Ricks devra déposer une autorisation de mise en service auprès de l'Office.

L'Office a décidé de considérer Ricks comme une société du groupe 2 pour les fins de la réglementation des droits et des tarifs.

D. E. Emes
Membre présidant l'audience

J.-P. Théorêt
Membre

E. Quarshie
Membre

Calgary (Alberta)
Le 20 décembre 2000

ORDONNANCE XG-R029-81-2000

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande, conformément à l'article 58 de la Loi, présentée par Ricks Nova Scotia Co. (Ricks) en date du 19 juillet 2000, laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro 3400-R029-1.

DEVANT l'Office le 20 décembre 2000.

ATTENDU QUE l'Office a reçu une demande de Ricks visant la construction d'un pipeline de gaz naturel d'environ 12 kilomètres de long et s'étendant d'un point situé au nord-est de Fort St. John, en Colombie-Britannique, jusqu'à la station de comptage Owl Lake South de Nova Gas Transmission Ltd., située dans le Nord-Ouest de l'Alberta (le projet de gazoduc Ladyfern);

ATTENDU QUE, conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la LCÉE), l'Office a étudié les renseignements soumis par Ricks et tous les autres documents au registre public, y compris les communications reçues à la suite de la publication par l'Office, le 8 décembre 2000, de l'avant-projet de rapport d'examen environnemental préalable, mené un examen environnemental préalable du projet de gazoduc Ladyfern et rédigé un rapport d'examen environnemental préalable;

ATTENDU QUE l'Office a déterminé, conformément à l'alinéa 20(1)*a)* de la LCÉE, que compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation proposées par Ricks et de celles qui sont énoncées dans les conditions ci-jointes, le projet de gazoduc Ladyfern n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants;

ATTENDU QUE l'Office a examiné la demande et considère qu'il est conforme à l'intérêt public d'accorder l'exemption demandée;

IL EST ORDONNÉ, conformément à l'article 58 de la Loi que le projet de gazoduc Ladyfern est soustrait à l'application du paragraphe 29(1), de l'alinéa 30(1)*a)*, du paragraphe 30(2) et de l'article 31 de la Loi, sous réserve des conditions suivantes :

Généralités

1. Ricks doit veiller à ce que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites, mises en place et exploitées conformément aux plans et devis, et autres renseignements ou données figurant dans sa demande ou dans la preuve produite devant l'Office dans le cadre de l'instance GH-3-2000.

.../2

2. Ricks doit appliquer ou faire appliquer les politiques, méthodes et procédures concernant la protection de l'environnement, qui sont comprises ou mentionnées dans sa demande, ou dans la preuve produite devant l'Office au cours de l'instance GH-3-2000.

Avant le début de la construction

3. Au moins 14 jours avant le début de la construction, y compris les travaux de débroussaillement ou d'excavation, Ricks doit soumettre un plan de protection de l'environnement à l'approbation de l'Office.

4. Au moins 14 jours avant le début de la construction, y compris les travaux de débroussaillement ou d'excavation, Ricks doit soumettre à l'approbation de l'Office un plan de remise en état du terrain particulier visant à évaluer l'efficacité du plan de remise en végétation, y compris :

   a) un calendrier de présentation de rapports à l'Office;

   b) des copies de toute correspondance échangée démontrant que le plan a été élaboré en consultation avec les organismes de réglementation compétents.

5. Ricks doit déposer auprès de l'Office, au moins 10 jours avant le début de la construction des installations approuvées, son devis définitif de construction du gazoduc. Le devis de construction de Ricks doit comporter les dispositions relatives aux forages dirigés horizontaux devant être effectués au ruisseau Adswkatim et à l'affluent du ruisseau Adswkatim.

Pendant la construction

6. Ricks doit aviser l'Office de toute modification à la méthode de FDH proposée pour le franchissement de cours d'eau, ainsi que des raisons ayant motivé la modification, avant que cette dernière soit mise en oeuvre. Ricks doit également déposer auprès de l'Office des copies de toute correspondance reçue des organismes de réglementation relativement à la méthode de remplacement proposée. Dans le mois suivant la modification de la méthode de franchissement de cours d'eau proposée, Ricks doit soumettre à l'approbation de l'Office un plan de remise en état du terrain modifié (voir la condition 4) qui actualise les activités de remise en état et de remise en végétation des lieux de franchissement de cours d'eau touchés.

7. Ricks doit, pendant la construction, conserver aux fins de vérification à chaque bureau de chantier une copie des méthodes de soudure et d'examen non destructif utilisées dans le cadre du projet, y compris toute documentation pertinente.

8. Ricks doit conserver à chaque bureau de chantier un dossier contenant un exemplaire de chaque permis ou autorisation pertinent obtenu.

9. Ricks doit aviser l'Office, au moins 10 jours avant l'essai sous pression, de toute modification à l'*Odourized Pneumatic Test Procedure* (Méthode d'essai à l'air avec odorant) datée du 21 novembre 2000 et de l'informer quant à savoir si des bouchons à l'air ou des dispositifs de lancement / de réception de racleurs seront utilisés dans le cadre de l'essai sous pression.

.../3

10. Ricks ne doit pas exécuter de travaux de construction, de nettoyage ou de réclamation en Alberta entre le 1er mars et la date d'englacement tel que prévu dans le plan de protection des caribous (annexe A3 de la demande) élaboré par Ricks en conformité avec des directives intitulées *Operating Guidelines for Industrial Activity in Caribou Ranges* (Directives opérationnelle concernant l'activité industrielle dans l'aire de distribution du caribou) s'appliquant dans le Nord-Ouest de l'Alberta.

Avant le début de l'exploitation

11. Ricks doit déposer auprès de l'Office, au moins 10 jours avant le début de l'exploitation, les documents suivants :

    a) le manuel d'exploitation et d'entretien exigé aux termes de l'article 27 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99);

    b) le manuel de mesures d'urgence requis aux termes de l'article 32 du RPT-99;

    c) le contrat d'exploitation conclu avec l'entrepreneur en exploitation, y compris son nom et une attestation de ses qualifications.

12. Ricks doit élaborer un programme de vérification concernant la protection des biens et de l'environnement et la sécurité du public et des employés de la société, conformément à l'article 53 du RPT-99. Ricks doit déposer le programme de vérification auprès de l'Office au moins 10 jours avant le début de la construction, y compris les activités de débroussaillement et d'excavation.

Expiration de l'ordonnance

13. Sauf avis contraire de l'Office, donné avant le 31 décembre 2002, la présente ordonnance expire le 31 décembre 2002, à moins que la construction et la mise en place des installations visées par la demande n'aient débuté à cette date.

IL EST ORDONNÉ DE PLUS, conformément à l'article 19 de la Loi, que la présente ordonnance n'entrera pas en vigueur tant que Ricks n'aura pas déposé auprès de l'Office des résultats d'essai de puits faisant état d'un débit minimal de productibilité de gaz de 845 $10^3m^3/j$ (30 $10^6pi^3/j$) pour livraison par le biais des installations proposées.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Michel L. Mantha
Secrétaire